

Рис. 6. Особенности порового пространства и признаки нефтенасыщения пласта Ю₁¹: А – Внутризерновые поры в калиевых шпатах; Б – Микропоры в каолинистовом цементе и межзерновые поры закрытого типа; В – Плёнки нефти в поровом пространстве. (Шлифы. 1 миколь)

Литература

1. Ежова А.В. Литология. Краткий курс: Учебное пособие. – Томск: Томского политехнического университета, 2014. – 102 с.
2. Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с.
3. Шутов В.Д. Классификация песчаных пород // Литология и полезные ископаемые, 1967. – №5. – С. 86 – 103.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ПЛАСТА АС₁₂ ПРИОБСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.А. Ли

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Приобское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Изучение геологического строения Приобского месторождения началось с 1958 г. [1].

Промышленное содержание нефти выявлено в неокомских пластах группы АС, где содержится более 90 % разведанных запасов нефти. В неокомских отложениях выделено 9 подсчетных объектов: АС₇, АС₉, АС₁₀⁰, АС₁₀¹⁻², АС₁₁⁰, АС₁₁¹, АС₁₁²⁻⁴, АС₁₂², АС₁₂³⁻⁴.

Объектом изучения послужил пласт АС₁₂, имеющий клиноформное строение. Клиноформа – осадочное тело, которое образовалось в зоне перехода от мелководно-шельфовой области бассейна (ундаформы) к его сравнительно глубоководной недокомпенсированной впадине (фондоформе).

Залежь продуктивного пласта АС₁₂ охватывает практически всю территорию лицензионного участка, протяженность залежи 67,3 км с севера на юг и 53,2 км с запада на восток. Площадь залежи – 2107 км². Высота залежи составляет 326 м (от -2420 м до -2751 м). Значения продуктивных толщин колеблются от 0,4 м до 55,7 м, в среднем составляя 13 м. На площади отмечается две зоны развития максимальных нефтенасыщенных толщин. Песчанистость продуктивного пласта в среднем равна 0,21 при коэффициенте расчлененности, равным 8.

Показатели по дебиту нефти при испытании в колонне варьируются от единиц м³/сут до 48 м³/сут (в скважине 262 на 6 мм штуцере). Для пласта АС₁₂ характерен упруговодонапорный режим. Начальное пластовое давление составило 26 МПа, но по мере разработки начинало снижаться и на данный момент составляет порядка 23 Мпа; обводненность продукции – 35 %, текущий КИН – 0,3; газовый фактор – 60 м³/т.

Для интенсификации отбора нефти по объекту использовались методы по очистке призабойной зоны, соляно-кислотные обработки и гидроразрыв пласта.

Гидроразрыв пласта (ГРП) считается одним из более результативных методов интенсификации добычи нефти и повышения выработки запасов нефти (табл. 1). Эффективность иных методов обработки пласта не превышает 0,3 тыс. т на скважину.

Таблица 1

Проведение ГРП по месторождению

Вид ГТМ	Количество скважино-операций	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	Удельный технологический эффект, тыс.т/скв.
ГРП на переходящем фонде	346	1731	5,0
ГРП при бурении	1000	5730,3	5,7
Повторные ГРП	54	292,0	5,4

В период с 01.01.2011 по 01.01.2013 г.г. на месторождении выполнено 54 повторных скважино-операций ГРП. Средний дебит нефти до повторного ГРП составлял 13,5 т/сут, после проведения ГРП – 46,8 т/сут. Обводненность продукции не изменяется [2].

Вывод: анализ результатов интенсификации по Приобскому месторождению показывает, что ГРП является основным по эффективности методом по пласту АС₁₂.

Литература

1. Конторович А. Э., Сурков В. С., Трофимук А. А. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М: Недра, 1981. – 552 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ (НА ПРИМЕРЕ ДВУХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ)

Я.С. Лигинькова

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», г. Пермь, Россия

Одна из важнейших особенностей разработки карбонатных пластов – сложность процессов вытеснения при заводнении. Во многом она обусловлена строением пустотного пространства коллектора. Анализ заводнения в таких пластах необходим для понимания и, возможно, регулирования этого процесса. Для проведения исследований были выбраны два карбонатных пласта месторождений Пермского края: турнейский пласт Опалихинского месторождения и фаменский пласт Гагаринского месторождения.

Была собрана геологическая информация об объектах, параметрах разработки, данных гидродинамических и специальных исследований на объектах. Для определения параметров пластов кривые восстановления давления были обработаны вручную с помощью методов произведения и касательной, а также в программном комплексе KAPPA Saphir. С помощью этих методов были обработаны 52 скважины исследуемых объектов.

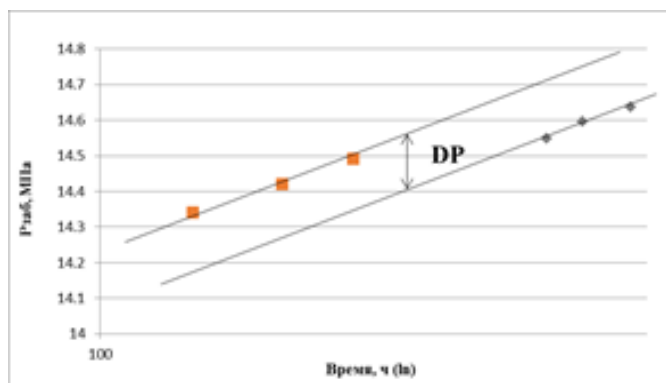


Рис. 1 Интерпретация кривой КВД по методу Уоррена-Рута

По формулам [1] были рассчитаны: средняя проницаемость по пласту, относительная ёмкость, раскрытость и проницаемость трещин. По полученным данным были составлены карты распространения трещиноватых коллекторов (рис. 2 и 3).

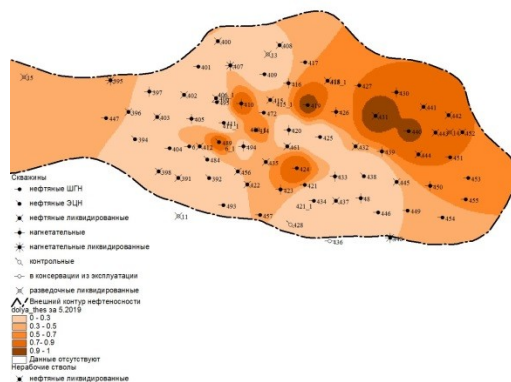


Рис. 2 Карта распространения трещиноватого коллектора по объекту Т Опалихинского месторождения

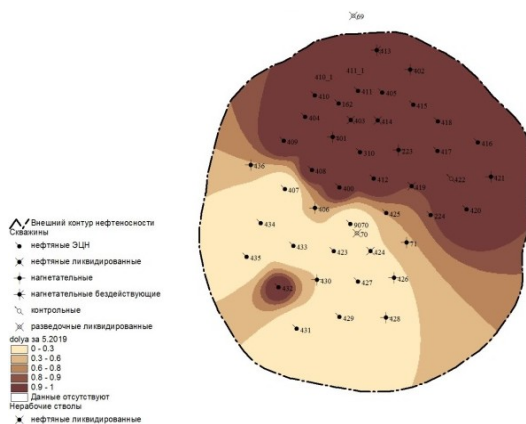


Рис. 3 Карта распространения трещиноватого коллектора по объекту Фм Гагаринского месторождения

Зоны развития трещиноватости пласта (рис. 2) распространены в восточной части месторождения и вскрыты несколькими скважинами в центре залежи.